



– **Beschlusskammer 4** –

BK4-11-304

**Beschluss**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Verbindung mit § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und § 7 Abs. 6 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)

hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen für die zweite Regulierungsperiode in der Anreizregulierung

hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch

den Vorsitzenden Dr. Frank-Peter Hansen,

den Beisitzer Rainer Busch

und den Beisitzer Mario Lamoratta

am 31.10.2011

beschlossen:

1. Für die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) i.V.m. § 6 ARegV wird für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode für Neuanlagen ein Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 9,05 % vor Steuern und für Altanlagen ein Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 7,14 % vor Steuern festgelegt.
2. Die Festlegung steht unter dem Vorbehalt des Widerrufs.

## Gründe

### I.

1. Die vorliegende Festlegung betrifft die für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 2 EnWG und für Betreiber von Gasversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 6 EnWG geltenden Eigenkapitalzinssätze für Neu- und Altanlagen. Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV ist die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung unter Anwendung von Eigenkapitalzinssätzen für Neu- und Altanlagen durchzuführen.

2. Durch Mitteilung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur 18/2011 hat die Beschlusskammer am 14.09.2011 die Einleitung des Verfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV veröffentlicht. Zugleich hat die Beschlusskammer den Entwurf eines Festlegungstextes auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie das zugehörige von Frontier Economics erstellte Gutachten<sup>1</sup> veröffentlicht und den betroffenen Marktteilnehmern im Rahmen der Konsultation die Möglichkeit zur Abgabe von Stellungnahmen bis zum 05.10.2011 gegeben.

Insgesamt sind rund 130 Stellungnahmen von Netzbetreibern, Verbänden, Netznutzern und Investmentgesellschaften bei der Beschlusskammer eingegangen. Im Rahmen der Stellungnahmen wird teilweise auf von NERA Economic Consulting<sup>2</sup> (im Auftrag des BDEW) und KEMA Consulting GmbH<sup>3</sup> (im Auftrag des VKU) erstellte Gutachten Bezug genommen.

3. Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG von der Einleitung des Verfahrens im Rahmen des Länderausschusses vom 08.09.2011 benachrichtigt worden. Dem Länderausschuss wurde in der Sitzung vom 08.09.2011 gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Unter dem 26.10.2011 wurde der Beschlussentwurf gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden zur Stellungnahme übersandt.

4. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

---

<sup>1</sup> Frontier Economics (2011), „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2011

<sup>2</sup> NERA Economic Consulting (2011), „Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Gasnetze in Deutschland“, Gutachten im Auftrag des BDEW.

<sup>3</sup> KEMA Consulting GmbH (2011), „Kurzgutachten im Verfahren zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze BK4-11-304“, Gutachten im Auftrag des VKU.

## II.

**A) Zuständigkeit der Bundesnetzagentur**

Die Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen beruht auf § 7 Abs. 6 Satz 1 StromNEV bzw. GasNEV in Verbindung mit §§ 29 Abs. 1, 24 EnWG. Danach entscheidet die Regulierungsbehörde über die Eigenkapitalzinssätze nach § 21 Abs. 2 EnWG in Anwendung der § 7 Abs. 4 und 5 StromNEV bzw. GasNEV vor Beginn einer Regulierungsperiode nach § 3 ARegV durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG.

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 Nr. 2 EnWG die für diese Festlegung zuständige Regulierungsbehörde. Von der Festlegung sind alle Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen mit Sitz in Deutschland betroffen, denn § 54 Abs. 3 S. 3 Nr. 2 EnWG sieht zur Wahrung gleichwertiger wirtschaftlicher Verhältnisse im Bundesgebiet ausdrücklich die Befugnis der Bundesnetzagentur für die Festlegung von bundeseinheitlichen Eigenkapitalzinssätzen vor. Eine Zuständigkeit der jeweiligen Landesregulierungsbehörde, auch für Strom- und Gasversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz jeweils weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, scheidet daher aus.

Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

**B) Geltungsdauer des Eigenkapitalzinssatzes**

Gemäß § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV sind die Eigenkapitalzinssätze nach § 21 Abs. 2 EnWG vor Beginn einer Regulierungsperiode nach § 3 ARegV festzulegen. Mit dieser Festlegung werden die Eigenkapitalzinssätze für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen für die zweite Regulierungsperiode festgelegt. Diese beginnt gemäß § 3 i.V.m. § 34 Abs. 1b S. 1 ARegV für Gasversorgungsnetzbetreiber am 01.01.2013 und endet am 31.12.2017. Für Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber beginnt die zweite Regulierungsperiode gemäß § 3 ARegV am 01.01.2014 und endet am 31.12.2018.

**C) Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen**

Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen beträgt 9,05 % vor Steuern.

Er wurde von der Beschlusskammer wie folgt ermittelt:

$$\begin{aligned} \text{Eigenkapitalzinssatz}_{\text{vor\_Steuern}}^{\text{Neuanlagen}} &= \text{Eigenkapitalzinssatz}_{\text{nach\_Steuern}} * \text{Steuerfaktor} \\ &= 7,39\% * 1,224 \\ &= 9,05\% \end{aligned}$$

Der Eigenkapitalzinssatz vor Steuern für Neuanlagen erfüllt die Anforderungen des § 7 Abs. 6 Satz 1 StromNEV bzw. GasNEV; es handelt sich um einen Eigenkapitalzinssatz nach § 21 Abs. 2 EnWG, der in Anwendung des § 7 Abs. 4 und Abs. 5 StromNEV bzw. GasNEV festgelegt wird.

§ 21 Abs. 2 EnWG sieht eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung vor. Unter Berücksichtigung der Entwicklung aller Faktoren des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse und der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten erfüllt der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen die an ihn gestellte Anforderung der Angemessenheit. Der Anforderung an die Wettbewerbsfähigkeit und Risikoangepasstheit des Eigenkapitalzinssatzes wird durch die Berücksichtigung eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse Rechnung getragen.

Nach § 7 Abs. 4 StromNEV bzw. GasNEV darf der auf das betriebsnotwendige Eigenkapital, das auf Neuanlagen entfällt, anzuwendende Eigenkapitalzinssatz den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nach Absatz 5 nicht überschreiten.

## **I. Eigenkapitalzinssatz nach Steuern für Neuanlagen**

Der Eigenkapitalzinssatz nach Steuern beträgt 7,39 %.

Der Eigenkapitalzinssatz nach Steuern für Neuanlagen ergibt sich gemäß § 7 Abs. 4 S. 1 StromNEV bzw. GasNEV als Summe aus dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten (siehe 1.) zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse (siehe 2.). Die Summe aus diesen beiden Bestandteilen des Eigenkapitalzinssatzes stellen Nettogrößen dar, d.h. in ihnen sind keine Steuern berücksichtigt. Daher wird dieser Wert als Nachsteuer-Größe bezeichnet.

### **1. Bestimmung der Umlaufrendite**

Der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten beträgt 3,80 %.

Bei der Bestimmung der Umlaufrendite stellt die Beschlusskammer auf die von der Bundesbank in den Beiheften zur Kapitalmarktstatistik veröffentlichten Reihen ab. Zur Berechnung werden von der Bundesbank nur tarifbesteuerte festverzinsliche Inhaberschuldverschreibungen mit einer (gemäß den Emissionsbedingungen) längsten Laufzeit von über 4 Jahren herangezogen. Seit Januar 1977 umfasst die Berechnung Papiere mit einer mittleren Restlaufzeit von mehr als 3 Jahren.

In der Umlaufrendite enthalten sind nach Angabe der Deutschen Bundesbank folgende festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten:<sup>4</sup>

- Bankschuldverschreibungen (Hypothekendarlehen; Öffentliche Pfandbriefe; Schuldverschreibungen von Spezialkreditinstituten; Sonstige Bankschuldverschreibungen);
- Industrieobligationen;

---

<sup>4</sup> Deutsche Bundesbank (2011), Kapitalmarktstatistik 01/2011, S. 36.

- Anleihen der öffentlichen Hand (darunter börsennotierte Bundeswertpapiere und darunter mit einer Restlaufzeit von über 9 bis einschl. 10 Jahren).

Die Ermittlung der Jahreswerte erfolgt als einfaches, ungewogenes Mittel der Monatswerte, d.h. die Summe der Monatswerte wird durch die Anzahl der Monatswerte dividiert. Aus den so berechneten Jahreswerten der Deutschen Bundesbank erfolgt die Bestimmung des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts wiederum als einfaches, ungewogenes Mittel der Jahreswerte. Anzuwenden ist das arithmetische – und nicht das geometrische – Mittel, weil die Umlaufrendite jeweils auf ein Jahr bezogen ermittelt wird und sie somit eine Größe darstellt, die keinen Bezug zu einem (zeitlichen) Vorgängerwert hat.

Tabelle 1: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten

Jahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Umlaufrendite (in %)*	4,80	4,70	3,70	3,70	3,10	3,80	4,30	4,20	3,20	2,50
10 Jahres Mittel (in %)			5,13	4,83	4,49	4,31	4,23	4,20	4,09	3,80
*Quelle: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank, Januar 2011, S. 36, Tabelle 7b), Spalte „Insgesamt“										

Die Beschlusskammer sieht es als angemessen an, auf eine Gesamtbetrachtung der Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten abzustellen. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass sämtliche Konstellationen von langfristigen Anlagemöglichkeiten in festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten abgedeckt werden. Unter anderem werden festverzinsliche Wertpapiere mit 9 bis 10 Jahren Restlaufzeit und festverzinsliche Wertpapiere mit einer längsten Laufzeit von mehr als 4 Jahren berücksichtigt, so dass mindestens die Dauer einer Regulierungsperiode als Anlagezeitraum für festverzinsliche Wertpapiere erfasst wird.

Im Rahmen der Konsultation wurde in verschiedenen Stellungnahmen Kritik an der Vorgehensweise der Beschlusskammer zur Bestimmung der Umlaufrendite geübt. Die Bestimmung der Umlaufrendite habe für Gas für den Zeitraum 2002 – 2011 und für Strom für den Zeitraum 2003 – 2012 zu erfolgen. Begründet wird dies damit, dass vor Beginn einer Regulierungsperiode festzulegen sei und damit das letzte abgeschlossene Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode das Jahr 2011 (Gas) bzw. 2012 (Strom) sei. Tatsächlich ergibt sich aus dem Wortlaut des § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV lediglich, dass vor Beginn einer Regulierungsperiode die Eigenkapitalzinssätze für Neu- und Altanlagen festzulegen sind. Daraus lässt sich nicht ableiten, auf welche Jahre sich der zehnjährige Durchschnitt der Umlaufrendite beziehen soll. Vielmehr ergibt sich aus § 7 Abs. 4 S. 1 StromNEV bzw. GasNEV, dass sich der Durchschnitt auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre beziehen soll, so dass für diese Festlegung lediglich der hier zugrunde gelegte Zeitraum von 2001 bis 2010 in Betracht kommt.

Die Auffassung, bei der Umlaufrendite handele es sich um einen Vor-Steuer-Wert, ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht nachvollziehbar. Die Umlaufrendite erfasst keine Steuern im Sinne des § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV.

In dem Gutachten von KEMA<sup>5</sup> wird auch die Vorgehensweise der Beschlusskammer zur Bestimmung der Umlaufrendite in einzelnen Punkten aus ökonomischer Sicht kritisiert. Alternative Berechnungen zur Bestimmung der Umlaufrendite, beispielsweise durch Bestimmung eines vergleichbaren risikoarmen Zinssatzes – etwa anhand einer Zinsstrukturkurve oder durch Berücksichtigung ausschließlich festverzinslicher Wertpapiere der öffentlichen Hand – sind jedoch aufgrund der Vorgaben des § 7 Abs. 4 GasNEV zur Bildung eines auf die letzten zehn Kalen-

<sup>5</sup> KEMA Consulting GmbH (2011), „Kurzgutachten im Verfahren zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze BK4-11-304“, Gutachten im Auftrag des VKU, S. 4 ff.

derjahre bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten nicht anzusetzen.

Ebenso kann auch nicht ausschließlich auf die Renditen langfristiger Wertpapiere abgestellt werden, wie es in dem Gutachten von KEMA, aber auch in anderen Stellungnahmen zum Teil gefordert wird. Nach diesen Stellungnahmen sei die Langfristigkeit der Kapitalbindung in der Netzwirtschaft durch die von der Beschlusskammer vorgenommene Bestimmung der Umlaufrendite nicht ausreichend abgebildet. Dabei wird unterstellt, dass eine Kapitalanlage in den Netzbetrieb ausschließlich über die Nutzungsdauer der Anlagen erfolgt. Diese Argumentation widerspricht der kapitalmarktorientierten Sichtweise, die § 7 Abs. 4 StromNEV bzw. GasNEV zugrunde liegt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Kapitalanleger sowohl langfristige als auch kurzfristige Investitionen tätigt, so dass unterschiedliche Anlagedauern von Kapitalanlagen relevant sind. Zur Portfolio- und Renditeoptimierung nimmt der Anleger eine Mischung verschiedener Investitionsalternativen unter Berücksichtigung seiner Risikoneigung vor und verändert im Verlauf seiner Investitionstätigkeiten sein Portfolio, indem Investitionsalternativen gegeneinander ausgetauscht werden. Die Laufzeiten einzelner Investitionen des Anlegers können daher sehr unterschiedlich ausfallen. Diese unterschiedlichen Laufzeiten werden bei der Bestimmung der Umlaufrendite, wie sie von der Beschlusskammer vorgenommen wird, berücksichtigt, indem die Wertpapiere, die der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank zugrunde liegen, sämtliche Wertpapiere mit einer Laufzeit von mehr als 4 Jahren umfassen, wozu auch Wertpapiere mit einer Laufzeit von bis über 55 Jahre zählen. Die Bestimmung der Umlaufrendite, wie sie hier vorgenommen wird, bildet somit die langfristige Kapitalbindung in den Netzwirtschaften angemessen ab.

Im Rahmen der erstmaligen Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen kommen sowohl NERA<sup>6</sup> im Gutachten für den BDEW als auch KEMA<sup>7</sup> im Gutachten für den VKU bei einer mit den Netzentgeltverordnungen aus ihrer Sicht konformen Auslegung zu dem gleichen Ergebnis bei der Ermittlung der Umlaufrendite wie die Beschlusskammer. Die jetzige Vorgehensweise der Beschlusskammer wurde in der ersten Festlegung somit von NERA und KEMA als sachgerecht angesehen.

Das entsprechende Vorgehen der Beschlusskammer bei der Bestimmung des anzusetzenden Wertes für den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten bei der letzten Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für das Land Schleswig-Holstein (BK4-08-073) wurde auch bereits vom OLG Schleswig (Az. 16 Kart 2/09) bestätigt.

## **2. Angemessener Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse**

Der angemessene Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse beträgt 3,59 %.

Die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist nach § 7 Abs. 5 Nr. 1 bis 3 StromNEV bzw. GasNEV insbesondere unter der Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln:

- Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen auf diesen Märkten;

<sup>6</sup> Vgl. NERA (2008), „Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Strom- und Gasnetze in Deutschland“, Gutachten im Auftrag des BDEW, S. 13 ff.

<sup>7</sup> Vgl. KEMA (2008), „Ermittlung angemessener Kapitalzinssätze für deutsche Strom- und Gasverteilnetze“ Gutachten im Auftrag des VKU, S. 39 ff.

- durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten;
- beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse.

Zur Berücksichtigung der in § 7 Abs. 5 StromNEV bzw. GasNEV genannten Umstände stellt die Beschlusskammer zur Bestimmung des angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse auf die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten (siehe a.), die unternehmerischen Wagnisse (siehe b.) und die Verzinsung auf ausländischen Märkten (siehe c.) ab. Abschließend wird das Ergebnis für den angemessenen Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse abgeleitet (siehe d.).

#### a. Verhältnisse auf Kapitalmärkten

Aus § 7 Abs. 5 Nr. 3 StromNEV bzw. GasNEV ergibt sich, dass bei der Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse auch die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten zu berücksichtigen sind. Nach Auswertung der Stellungnahmen aus der Konsultation ist die im Beschlussentwurf enthaltene Absenkung des Wagniszuschlags mit Blick auf die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten nicht angezeigt.

Aus der Anwendung des Capital Asset Pricing Modells (CAPM) unter Fortschreibung des methodischen Vorgehens aus der Festlegung für die erste Regulierungsperiode (BK4-08-068) ergibt sich unter Berücksichtigung des im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellten Gutachtens von Frontier Economics<sup>8</sup> ein Zuschlag zur Abdeckung des netzbetriebsspezifischen unternehmerischen Wagnisses von 2,90%. Dieser Zuschlag zur Abdeckung der netzbetriebsspezifischen unternehmerischen Wagnisse ergibt sich aus dem Produkt einer Marktrisikoprämie und eines Risikofaktors:

$$\text{Zinssatz} = \text{risikoloser Zinssatz} + (\text{Marktrisikoprämie} * \text{Risikofaktor})$$

Auf Basis des Gutachtens und der von der Beschlusskammer konsistent zur Festlegung 2008 verwandten Methodik wurde für die Marktrisikoprämie ein Wert von 4,40% und für den Risikofaktor ein Wert von 0,66 ermittelt.

Die Beschlusskammer hält die Anwendung des CAPM grundsätzlich auch weiterhin für sachgerecht. Vorliegend hat die Auswertung der Stellungnahmen jedoch dazu geführt, eine Überprüfung des aktuellen Ergebnisses aus dem CAPM-Ansatzes vor dem Hintergrund der zurückliegenden und anhaltenden Entwicklungen an den internationalen Kapitalmärkten zu hinterfragen. Dabei kann die Beschlusskammer zwar den Stellungnahmen in einer Mehrzahl der Details – Mittelwertbildung zur Bestimmung der Marktrisikoprämie oder Auswahl der Vergleichsgruppe – nicht folgen, da diese weder die rechtlichen Gegebenheiten noch die aktuelle Rechtsprechung (OLG Schleswig Az. 16 Kart 2/09) berücksichtigen.

Unabhängig davon sieht die Beschlusskammer nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen es als sachgerecht an, vom CAPM-Ansatz abzuweichen. Neben den Netzbetreibern haben zahlreiche institutionelle Investoren auf die außergewöhnliche Situation an den Finanzmärkten hingewiesen, die nicht außer acht gelassen werden kann. Bei der Beurteilung der Verhältnisse auf den Kapitalmärkten ist weiterhin zu berücksichtigen, dass die aktuelle Finanzmarktlage eine Bereitstellung von Eigenkapital durch Investoren nur unter bestimmten Voraussetzungen ermöglicht. Um die notwendige Eigenkapitalausstattung der Netzbetreiber bereitzustellen, bedarf es daher der Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen.

---

<sup>8</sup> Frontier Economics (2011), „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2011

## b. Unternehmerische Wagnisse

Aus § 7 Abs. 5 Nr. 3 StromNEV bzw. GasNEV ergibt sich, dass bei der Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse auch die beobachtbaren und quantifizierbaren unternehmerischen Wagnisse zu berücksichtigen sind. Nach Auswertung der Stellungnahmen aus der Konsultation ist die im Beschlussentwurf enthaltene Absenkung des Wagniszuschlags mit Blick auf die unternehmerischen Wagnisse nicht angezeigt.

Aus Sicht der Beschlusskammer ist die Prüfung der unternehmerischen Wagnisse insbesondere vor dem Hintergrund der netzbetriebsspezifischen Besonderheiten in Deutschland vorzunehmen, vornehmlich mit Blick auf die sog. Energiewende (siehe unter i.). Zudem ist eine Differenzierung zwischen Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsetzen (siehe unter ii.) sowie zwischen Transport- und Verteilernetzbetreibern (siehe unter iii.) nicht erforderlich.

### i. Deutsche Sondersituation

Der Wagniszuschlag ist unter Berücksichtigung der aktuellen deutschen Sondersituation zu ermitteln. Der von der Beschlusskammer konsultierte Wert für den Wagniszuschlag wurde im Rahmen des CAPM mit Hilfe einer international ausgerichteten Vergleichsgruppe ermittelt. Hierbei wurden keine deutschen Unternehmen berücksichtigt, da bisher die Aktien keines deutschen Netzbetreibers an der Börse gehandelt werden. Dies ist grundsätzlich bei der Bestimmung des Risikofaktors bei Anwendung des CAPM unproblematisch, da das entscheidende Kriterium für die Auswahl der Vergleichsunternehmen ihre Übereinstimmung in der Geschäftstätigkeit darstellt (reguliertes versus unreguliertes Geschäft). Somit spielt es grundsätzlich keine Rolle, ob für die Ermittlung des Risikofaktors deutscher Netzbetreiber auch tatsächlich deutsche Unternehmen herangezogen werden, solange die Vergleichsgruppe aus Unternehmen besteht, die in ihrer Geschäftstätigkeit und damit auch in ihrer Risikostruktur vergleichbar sind. Aufgrund der momentanen energiepolitischen Sondersituation in Deutschland (sog. Energiewende) geht die Beschlusskammer allerdings davon aus, dass das Wagnis deutscher Netzbetreiber nicht allein durch die Heranziehung ausländischer Netzbetreiber, wie sie methodenkonsistent im Rahmen des CAPM durchgeführt wurde, vollständig abgebildet werden kann. In der Folge des Kraftwerksunglücks von Fukushima in Japan im März dieses Jahres wurde die gesamte Energiepolitik in Deutschland einer Überprüfung unterzogen. Wesentliche energiepolitische Rahmenbedingungen haben sich anschließend durch gesetzgeberische Maßnahmen geändert.<sup>9</sup> Dies wirkt sich auch auf die deutschen Strom- und Gasnetze aus, aber konnte im Rahmen des CAPM noch nicht berücksichtigt werden.

Der schnelle Ausbau regenerativer Erzeugungsanlagen und die energiepolitischen Weichenstellungen auf deutscher und europäischer Ebene erfordern einen umfassenden Systemumbau in der deutschen Energieinfrastruktur. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und der gestärkten Förderung des Ausbaus regenerativer Energien haben insbesondere zwei Effekte für die deutsche Netzinfrastruktur Bedeutung. Zunächst ändert sich die regionale Struktur der Stromerzeugung. Das bedeutet, dass der Transport von Energie mit dem bestehenden Netz nicht ohne Weiteres zu bewerkstelligen ist. Außerdem steigt der Anteil an volatiler Erzeugung weiter an. Der operative versorgungssichere Betrieb der Infrastruktur bei diesen schwer zu prognostizierenden wechselnden Belastungszuständen ist ebenfalls mit der derzeitigen Struktur des Netzes kaum zu bewältigen. Insbesondere erhöht die Abschaltung der Kernkraftwerke jedoch den ohnehin schon bestehenden Bedarf an neuen Netzausbautrassen noch einmal zusätzlich und lässt

---

<sup>9</sup> Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften v. 26.07.2011, BGBl. 2011, Teil I Nr. 41, S. 1554; Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien v. 28.07.2011, BGBl. 2011, Teil I Nr. 42, S. 1634; Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze v. 28.07.2011, BGBl. 2011, Teil I Nr. 43, S. 1690; Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (EKFG-ÄndG) v. 29.07.2011, BGBl. 2011, Teil I Nr. 43, S. 1702; Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes v. 31.07.2011, BGBl. 2011, Teil I Nr. 43, S. 1704.



auch den Bedarf an zur Spannungshaltung erforderlicher Blindleistung stark ansteigen.<sup>10</sup> Da mit der sog. Energiewende Gas eine zunehmende Bedeutung erhalten wird, weil Gaskraftwerke für die Deckung von Spitzenlast wichtiger werden und weil die vorhandene Gasinfrastruktur als Speicher („Power-to-Gas“) eine zunehmende Rolle spielen wird, ist von der Energiewende zwar überwiegend, aber nicht nur der Bereich Strom betroffen.

Der Netzausbau in Deutschland steht damit unter einem großen Zeitdruck. Lange Genehmigungs-dauern und mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung verkomplizieren die Situation zumindest derzeit noch zusätzlich. Daneben kommen auf die Netzbetreiber auch technologische Herausforderungen zu, da innovative Lösungen wie beispielsweise Smart Grid oder Power-to-Gas- Szenarien bei den anstehenden Aufgaben der Energiewende gebraucht werden.

Damit sind während der bevorstehenden zweiten Regulierungsperiode erhebliche Netzinvestitionen erforderlich, womit auch ein erheblicher Kapitalbedarf einhergeht. Wesentliche Studien für Übertragungs- und Verteilernetze zeigen diesen Bedarf. Für Übertragungsnetzbetreiber wird der tatsächliche zukünftige Bedarf nach den neuen gesetzlichen Regelungen durch den sog. Netzentwicklungsplan nach § 12a ff. EnWG erstmalig zum 3. Juni 2012 ermittelt, eine Indikation ist allerdings bereits durch die dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH)-Netzstudie II<sup>11</sup> gegeben, in der für die deutschen Übertragungsnetze ein Ausbaubedarf im Basisszenario von bis zu 3.600 km bis zum Jahr 2020 ermittelt wurde. Damit ist nicht abweisbar, dass ein absehbarer erheblicher Investitionsbedarf in deutsche Netze besteht, um die aus der sog. Energiewende resultierenden Anforderungen an die Energienetze zu bewältigen.

## ii. Keine unterschiedlichen Wagnisse für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen

Gründe für unterschiedliche Zuschläge zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind nicht ersichtlich. Eine Gleichbehandlung von Elektrizitäts- und Gasnetzbetreibern hinsichtlich der Höhe des Wagniszuschlags und damit auch hinsichtlich des Eigenkapitalzinssatzes insgesamt ist daher weiterhin angemessen. Dieses Ergebnis basiert auf der Grundlage einer von Frontier Economics durchgeführten quantitativen Analyse der bei ausländischen Netzbetreibern vorhandenen Risiken.<sup>12</sup> Der Rückgriff auf diese Ergebnisse steht nicht im Widerspruch dazu, dass die konkreten Werte des Gutachtens für die Ableitung des Wagniszuschlages verworfen werden. Bei der hier genutzten quantitativen Analyse von Frontier Economics handelt es sich um den Vergleich von relativen Werten, die ohne Ausnahme von den besonderen Umständen auf den Kapitalmärkten betroffen sind. Unterstützend hierzu wurde eine qualitative Analyse möglicherweise vorhandener Risiken unternommen.

### Quantitative Analyse von Risikodifferenzen

Die vom Gutachter durchgeführte quantitative Analyse von Risikodifferenzen zeigt, dass keine Unterschiede zwischen Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen bestehen. Damit werden die Ergebnisse aus der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die erste Regulierungsperiode (BK4-08-068), bestätigt. Bei der quantitativen Analyse wird vorliegend auf zwei statistische Verfahren, den so genannten t-Test und den so genannten Mann-Whitney-U-Test,

<sup>10</sup> Vgl. dazu Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Auswirkungen des Kernkraft-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit, 11.04.2011 und 26.05.2011, abzurufen unter: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) (Stand: 24.10.2011)

<sup>11</sup> Dena, 2010, „dena-Netzstudie II, Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025“, abzurufen unter: [www.dena.de](http://www.dena.de). (Stand: 24.10.2011)

<sup>12</sup> Frontier Economics (2011), „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2011, S. 31 ff.

abgestellt.<sup>13</sup> Die von dem Gutachter mittels beider Tests durchgeführten Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass es keine Hinweise dafür gibt, dass ein signifikanter Unterschied zwischen Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen besteht.

#### Qualitative Analyse von Risikodifferenzen

Sämtliche von der Beschlusskammer untersuchten Risiken weisen keine Unterschiede zwischen Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen auf. Die qualitative Analyse bestätigt somit das Ergebnis der quantitativen Analyse, dass kein unterschiedliches Risiko für Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber erkennbar ist. Zu den bei der qualitativen Analyse untersuchten Risiken gehören das Auslastungs-, das Substitutions-, das Markteintritts-, das Preis- und das regulatorische Risiko, welche in den Stellungnahmen als Begründung für eine unterschiedliche Risikobewertung vorgetragen wurden. Eine Betrachtung des allgemeinen unternehmerischen Wagnisses erfolgt nicht, da die Existenz eines solchen vorausgesetzt werden kann und der unternehmerischen Tätigkeit immanent ist.

Bereits im Rahmen der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die erste Regulierungsperiode (BK4-08-068) hat die Beschlusskammer eine qualitative Bewertung dieser Risiken durchgeführt.

In der qualitativen Risikoanalyse wurde im Schwerpunkt überprüft, ob Unterschiede zwischen Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen bestehen, die einer Gleichbehandlung von Elektrizitäts- und Gasnetzbetreibern widersprechen. Im Ergebnis war eine Unterscheidung von Elektrizitätsnetzbetreibern und Gasnetzbetreibern bei der Bestimmung des Risikos nicht angebracht. Darüber hinaus hatte die Beschlusskammer geprüft, ob diese Risiken, soweit sie überhaupt bestehen, unter Berücksichtigung der bestehenden Rahmenbedingungen im regulatorischen Umfeld für Netzbetreiber eine negative Wirkung entfalten können oder ob diese Risiken durch die bestehenden Rahmenbedingungen aufgefangen und neutralisiert werden. Dabei kam die Beschlusskammer zu dem Ergebnis, dass es kein unterschiedliches Risiko zwischen Elektrizitäts- und Gasnetzbetreibern gibt und die untersuchten Risiken durch die Rahmenbedingungen aufgefangen werden.

Bei der Durchführung einer entsprechenden Risikoanalyse für die zweite Regulierungsperiode zeigt sich, dass sich die regulatorischen Rahmenbedingungen nicht wesentlich geändert haben. Eine Veränderung bei den oben genannten Risiken lässt sich nicht feststellen, und der Rechtsrahmen ist in den für Netzbetreiber relevanten Instrumenten der Anreizregulierung konstant geblieben. Soweit sich dennoch Risiken erkennen ließen, werden diese jedenfalls durch das Regulierungskonto nach § 5 ARegV, das sämtliche Mengenabweichungen auffängt und für eine Kostendeckung des Netzbetreibers sorgt, abgedeckt. Das Regulierungskonto ist ein wesentlicher Bestandteil des deutschen Anreizregulierungssystems, so dass dieses Instrument weiterhin Bestand hat und die Bewertung der Auswirkung für die 2. Regulierungsperiode unverändert bleibt.

Ergänzend zu den oben genannten Risiken hat die Beschlusskammer das sogenannte regulatorische Risiko einer erneuten Überprüfung unterzogen. Das regulatorische Risiko umfasst nach dem Verständnis der Beschlusskammer das generell mit der Regulierung von Netzwirtschaften auftretende Risiko soweit Einzelrisiken nicht bereits durch die zuvor genannten Risiken erfasst werden oder allgemeine unternehmerische Risiken darstellen. Das regulatorische Risiko umfasst sowohl die Risiken als auch die Chancen der Netzbetreiber, die sich aus den regulatorischen Rahmenbedingungen ergeben. Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden hauptsächlich durch die Regelungen der ARegV bestimmt. Die maßgeblichen rechtlichen Regelungen der Anreizregulierung haben sich seit der letzten Risikobewertung nicht verändert und stellen somit nach wie vor weder für Elektrizitäts- noch für Gasnetzbetreiber ein besonderes Risiko dar.

---

<sup>13</sup> Frontier Economics (2011), „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2011, S. 32 f.

Sofern Änderungen an der ARegV vorgenommen wurden, haben diese keine Auswirkungen auf das Risiko von Netzbetreibern.

### iii. Keine Differenzierung der Zinssätze nach Netzbetreiberfunktion

Der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse gilt für alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen. Eine Unterscheidung nach Funktion des betriebenen Netzes – Verteilernetz und Fernleitungsnetz bzw. Übertragungsnetz – erfolgt nicht. Eine Bestimmung der Eigenkapitalzinssätze in Abhängigkeit der Netzfunktion erfolgte auch bisher nicht und ist weder in der StromNEV noch in der GasNEV angelegt.

Im Rahmen der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die erste Regulierungsperiode (BK4-08-068) hat die Beschlusskammer eine qualitative Bewertung dieser Risiken durchgeführt und ist zu dem Schluss gekommen, dass eine Unterscheidung nach Netzbetreiberfunktion nicht geboten ist. Ausschlaggebend für diese Bewertung ist die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens.

Auch zum jetzigen Zeitpunkt und für die 2. Regulierungsperiode bestehen keine sachlich gerechtfertigten Gründe für eine unterschiedliche Behandlung von Betreibern von Verteilernetzen und Betreibern von Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzen. Selbst unter der Annahme, dass vordergründig unterschiedliche Wagnisse bei Betreibern von Verteilernetzen und Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzen vorliegen könnten, würden diese durch die Ausgestaltung der Anreizregulierung, insbesondere der spezifischen Regelungen für Betreiber von Verteilernetzen und Betreiber von Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzen, ausgeglichen. Soweit Sondersituationen für bestimmte Netzbetreiberfunktionen ersichtlich sind, werden diese über Regelungen in der Anreizregulierungsverordnung auch einer gesonderten Behandlung zugeführt, so dass unterschiedliche Risiken je nach Funktion nicht erkennbar sind. Zu denken ist hier etwa an Regelungen zum Investitionsverhalten. Dies wird für Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber über die Investitionsbudgets nach § 23 ARegV aufgefangen, welche grundsätzlich die Anerkennung von Kosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen vorsehen. Notwendige, durch Änderung der Versorgungsaufgabe hervorgerufene Investitionen von Verteilernetzbetreibern werden gemäß § 10 ARegV über einen Erweiterungsfaktor oder in darin nicht abbildbaren Sonderfällen auch über Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 6 ARegV berücksichtigt. Der besonderen Systemverantwortung der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber, aber z.T. auch der Verteilernetzbetreiber wird im Rahmen des § 11 ARegV Rechnung getragen, wonach die hier maßgeblichen Leistungen unter bestimmten Bedingungen unter die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten fallen.

Für Übertragungsnetzbetreiber bestehen auch keine im Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebspezifischer unternehmerischer Wagnisse berücksichtigungsfähigen Liquiditätsrisiken aus der Bewirtschaftung bzw. Vermarktung von EEG-Strom. Tatsächlich handelt es sich bei dem Bewirtschaftungs- und Vermarktungssystem aus dem EEG um einen abgeschlossenen Finanzkreislauf. Die entstehenden Kosten werden aus der EEG-Umlage gedeckt. Deren Höhe richtet sich zum einen nach den entstandenen Kosten der Vergangenheit als auch aus den zu deckenden prognostizierten Kosten des relevanten Zeitraums. Im Rahmen der Anpassung des EEG, welches zum 01.01.2012 in Kraft tritt, kann eine Liquiditätsreserve bei der Ermittlung der EEG-Umlage berücksichtigt werden.<sup>14</sup>

Aus dem Abschluss der „Freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für ein verbindliches Anreizsystem für Systemdienstleistungen (SDL) und den Umgang daraus resultierender Kosten“<sup>15</sup> ebenfalls ist kein besonderes Risiko für Übertragungsnetzbetreiber abzuleiten. Unter Ausnutzung der unternehmerischen Entscheidungsspielräume sind auf Seiten der Netzbetreiber sowohl Chancen als auch Risiken ge-

<sup>14</sup> Vgl. „Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage 2012 nach AusglMechV“, unter [www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm](http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm) (Stand: 21.10.2011)

<sup>15</sup> Vgl. Festlegung der BNetzA; BK8-09-003 bis BK8-09-006

geben. Schon dem Namen der Vereinbarung ist zu entnehmen, dass es sich um eine freiwillige Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber handelt, so dass es keines gesonderten Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse bedarf. Es ist nicht ersichtlich, warum freiwillig eingegangene Risiken eines Bonus/Malus-Systems durch die Berücksichtigung im Eigenkapitalzinssatz neutralisiert werden sollen.

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass der Eigenkapitalzinssatz bzw. der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nicht dazu dienen kann, einzelne Regelungen aus den rechtlichen Rahmenbedingungen, die unter Eintritt bestimmter Bedingungen eine negative Wirkung auf die Einnahmen des Netzbetreibers haben, auszugleichen. Beispielsweise dürfte es nicht der Wille des Gesetzgebers sein, dass die Effizienzvorgaben der Anreizregulierung durch eine entsprechende Anpassung des Zinssatzes unwirksam werden.

Sofern im Rahmen der Stellungnahmen zur Konsultation des Festlegungsentwurfs die Marktteilnehmer darauf hinweisen, dass die Erreichbarkeit des genehmigten Eigenkapitalzinssatzes nicht gegeben sei, resultiert auch hieraus keine Notwendigkeit zur Anpassung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse. Sofern der vorgegebene Eigenkapitalzinssatz tatsächlich nicht erreichbar sein sollte, ist dies keine Frage der Höhe dieses Werts, sondern es handelt sich vielmehr um eine Frage der Sachgerechtigkeit der sonstigen regulatorischen gesetzlichen Regelungen.

### **c. Einbeziehung der Verzinsung auf ausländischen Märkten**

Aus § 7 Abs. 5 Nr. 2 StromNEV bzw. GasNEV ergibt sich, dass bei der Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse auch die Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten zu berücksichtigen ist. Nach Auswertung der Stellungnahmen aus der Konsultation zeigt sich auch hier, dass die im Konsultationsdokument enthaltene Absenkung des Wagniszuschlags mit Blick die Verhältnisse auf die ausländischen Märkte nicht angezeigt ist.

Dies heißt nach Auffassung der Beschlusskammer aber nicht, wie von NERA in ihrer Stellungnahme vorgetragen, dass sich die Festlegung mindestens an der durchschnittlichen Verzinsung zu orientieren hat.<sup>16</sup> Würden jegliche internationalen Festlegungen sich am Durchschnitt der anderen Länder orientieren, würden aktuelle Kapitalmarktumstände und nationale Besonderheiten langfristig keine Rolle mehr spielen. So zeigen auch die Ausführungen von Frontier Economics, dass ein quantitativer Vergleich aufgrund der Details in den Regulierungssystemen immer mit Einschränkungen verbunden ist.<sup>17</sup> Die Unterschiede liegen dabei sowohl in weitgehenden Punkten wie der grundsätzlichen Ausgestaltung der Anreizregulierung (z.B. Price Cap vs. Revenue Cap) als auch in zahlreichen Detailfragen wie z.B. der Berücksichtigung von Steuern und Inflation sowie der Abgrenzung der Eigenkapitalbasis. Daher betrachtet die Beschlusskammer den internationalen Vergleich lediglich als Plausibilisierung des eigenen Ergebnisses.

Auftragsgemäß hat der Gutachter einen internationalen Vergleich vorgenommen.<sup>18</sup> Es wurden 43 Entscheidungen von 13 Ländern in Europa aus den Jahren 2006 bis 2011 analysiert und hierbei der nominale Eigenkapitalzinssatz nach Steuern verglichen. Dabei ist die von NERA vor-

<sup>16</sup> NERA Economic Consulting (2011), „Stellungnahme zum Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur bezüglich des Eigenkapitalzinssatzes für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen“, im Auftrag des BDEW, 2011, S. 9ff.

<sup>17</sup> Frontier Economics (2011), „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2011, S. 33.

<sup>18</sup> Frontier Economics (2011), „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2011, S. 35 ff.

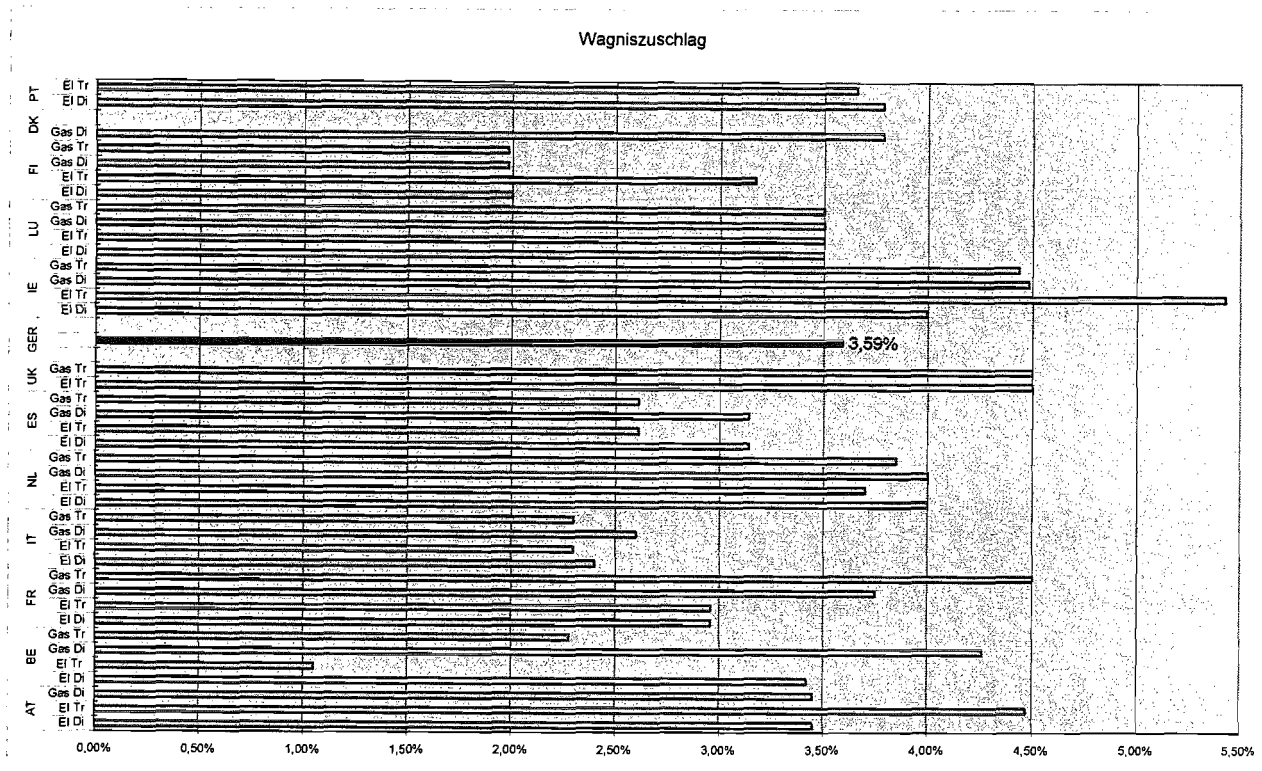
getragene Notwendigkeit zur Anpassung der Kapitalstruktur<sup>19</sup> nicht gegeben. Eine solche Umrechnung der Eigenkapitalzinssätze mit höheren kalkulatorischen Eigenkapitalquoten auf die in Deutschland angewandte Eigenkapitalquote von 40% verzerrt die zu vergleichenden ausländischen Eigenkapitalkosten unsachgemäß nach oben. Gemäß den Regelungen der StromNEV und GasNEV wird das Eigenkapital bis zu einer Eigenkapitalquote von 40% mit dem Eigenkapitalzinssatz verzinst. Faktisch kann der Netzbetreiber mehr Eigenkapital aufweisen. Das überschüssige Eigenkapital wird allerdings wie Fremdkapital behandelt. In den von NERA aufgeführten Ländern in denen höhere kalkulatorische Eigenkapitalquoten zulässig sind, werden die Zinssätze vor dem Hintergrund dieser landesspezifischen Finanzierungsstruktur abgeleitet und spiegeln damit das Finanzierungsrisiko wieder, dass der kalkulatorischen Eigenkapitalquote entspricht. Eine Übertragung des deutschen kalkulatorischen Finanzierungsrisikos auf die ausländischen Zinssätze ist genauso unsachgemäß wie den internationalen Vergleich durch projektspezifische Aufschläge zu verzerren. Im deutschen Regulierungssystem ist nach § 7 Abs. 5 Nr. 2 StromNEV bzw. GasNEV ein netzbetriebsspezifisches Wagnis zu bestimmen. Somit wird anders als im europäischen Ausland nicht für einzelne Netzbetreiber der Zinssatz festgelegt, sondern ein Zinssatz für eine gesamte Branche aus hunderten von Einzelunternehmen. Zuschläge für projektspezifische Wagnisse sind in diesem System nicht vorgesehen.

Die Analysen von Frontier Economics zeigen eine Bandbreite des Eigenkapitalzinssatzes nach Steuern zwischen 4,49% und 9,74%.<sup>20</sup> Der festgelegte Zinssatz in Höhe von 7,39% nach Steuern liegt damit leicht unter dem Durchschnitt von 7,51%. Wenn man Zinsdifferenzen in den Basiszinsen ausklammert und nur die Wagniszuschläge betrachtet, zeigt sich, dass der durchschnittliche Wagniszuschlag in dieser Vergleichsgruppe bei 3,37% liegt. Wie gut der deutsche Wagniszuschlag in Höhe von 3,59% in die Bandbreite der internationalen Wagniszuschläge passt, verdeutlicht die nachfolgende Abbildung:

---

<sup>19</sup> NERA Economic Consulting (2011), „Stellungnahme zum Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur bezüglich des Eigenkapitalzinssatzes für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen“, im Auftrag des BDEW, 2011,, S. 13ff.

<sup>20</sup> Frontier Economics (2011), „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2011, S. 36 f.

Abbildung 1: Internationale Wagniszuschläge<sup>21</sup>

Eine ähnliche Größenordnung des Wagniszuschlages wird auch in einer Analyse der Universität Duisburg mit 3,43% ermittelt.<sup>22</sup> Auch vor diesem Hintergrund sieht die Beschlusskammer den Wagniszuschlag von 3,59% als angemessen an.

#### d. Ableitung des Ergebnisses für einen angemessenen Wagniszuschlag

Die vorangegangenen Bewertungen der Verhältnisse auf den Kapitalmärkten, der unternehmerischen Wagnisse und der Verzinsung auf ausländischen Märkten geben keinen Anlass, den Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Vergleich zur Festlegung für die erste Regulierungsperiode zu verändern. Die Beschlusskammer sieht daher einen Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse in Höhe von 3,59% weiterhin als angemessen an.

Die Überprüfung des aktuellen Ergebnisses aus dem CAPM-Ansatz vor dem Hintergrund der zurückliegenden und anhaltenden Entwicklungen an den Kapitalmärkten hat ergeben, dass sich eine Erholung an den Kapitalmärkten abzeichnet. Die uneingeschränkte Verwendung des CAPM-Ergebnisses könnte unter diesen Umständen zu einer Unterschätzung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse führen. Vor diesem Hintergrund hält die Beschlusskammer nicht an der im Konsultationsverfahren vorgeschlagenen

<sup>21</sup> Aufbereitung der Beschlusskammer auf Basis der Daten Frontier Economics (2011), „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2011, S. 36 f. Für Schweden konnte der Wagniszuschlag nicht separat abgeleitet werden.

<sup>22</sup> Schaeffler, St./Weber, Ch. The Cost of Equity of Network Operators. Empirical Evidence and regulatory Practice, EWL Working Paper No. 01/11, 31.01.2011; als PDF im Internet unter <http://ssrn.com/abstract=1752135>

Absenkung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse fest. Die aktuelle hohe Unsicherheit über die Verlagerung von Erzeugungsstrukturen sowie die tatsächliche Auswirkung der Förderung zusätzlicher Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf die zukünftige Infrastruktur lassen es nicht angezeigt erscheinen, die sich aus dem CAPM ergebenden Werte ohne Berücksichtigung der deutschen Sondersituation zu übernehmen. Auch der erhebliche Kapitalbedarf in Zusammenhang mit dem anstehenden Netzausbau aufgrund des Atomausstiegs und der Energiewende lassen eine Absenkung des Zuschlags zur Abdeckung des netzbetriebsspezifischen unternehmerischen Wagnisses im Vergleich zur ersten Regulierungsperiode als nicht sachgerecht erscheinen. Der Zuschlag zur Abdeckung des netzbetriebsspezifischen unternehmerischen Wagnisses in Höhe von 3,59% liegt auch im Bereich der durchschnittlichen Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten.

Sofern sich die Bedingungen durch bessere Planbarkeit und stabilere gesetzliche Rahmenbedingungen wieder normalisiert haben, wird die Anwendung des CAPM für die dritte Regulierungsperiode nach den methodischen Ansätzen aus der ersten Festlegung wieder geboten sein.

## II. Einbeziehung von Steuern

Gemäß § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV ist ein Eigenkapitalzinssatz vor Steuern festzulegen.

Der Eigenkapitalzinssatz nach Steuern in Höhe von 7,39%, der sich aus der Summe der Umlaufrendite (siehe I. 1.) und des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse (siehe I. 2) ergibt, wird mit dem Faktor

$$\begin{aligned} s &= \frac{1 - \text{GewSt}}{1 - \text{GewSt} - \text{KSt}} \\ &= \frac{1 - 0,1365}{(1 - 0,1365 - 0,15825)} \\ &= 1,224 \end{aligned}$$

multipliziert, um den von § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV geforderten Zinssatz vor Steuern darzustellen.

Mit Steuern im Sinne des § 7 StromNEV bzw. GasNEV sind in diesem Fall Ertragssteuern gemeint. Zu den Ertragssteuern gehören generell die Gewerbesteuer und die Körperschaftsteuer. Da die Gewerbesteuer in § 8 StromNEV bzw. GasNEV Berücksichtigung findet, wird für die Bestimmung des Steuerfaktors allein auf die Körperschaftsteuer abgestellt. Die alleinige Berücksichtigung der Körperschaftsteuer ergibt sich wie bereits in der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die erste Regulierungsperiode (BK4-08-068) gezeigt wurde, aus den gesetzlichen Regelungen und dem Verordnungsgebungsprozess.

Die Beschlusskammer berücksichtigt bei dem Zinssatz neben der Körperschaftsteuer auch den Solidaritätszuschlag, da er einen Zuschlag auf die Körperschaftsteuer darstellt. Bei einem Körperschaftsteuersatz von 15% ergibt sich ein Steuerfaktor in Höhe von 0,15825 mit  $0,15 * 1,055$ . Da die Bemessungsgrundlage für die Körperschaftsteuer der Gewinn vor sämtlichen Steuern d.h. auch vor Gewerbesteuer ist, ist die Gewerbesteuer im Steuerfaktor entsprechend zu berücksichtigen. Der Gewerbesteuersatz ergibt sich aus der Multiplikation eines bundesweiten Durchschnitts des Hebesatzes 390%<sup>23</sup> mit der festgeschriebenen Messzahl von 0,035. Daraus

<sup>23</sup>Statistisches Bundesamt, 2011, „Durchschnittliche Hebesätze der Realsteuern nach Ländern 2010 in %“, [http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Presse/pm/2011/08/PD11\\_298\\_73\\_5.templateId=renderPrint.psml](http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Presse/pm/2011/08/PD11_298_73_5.templateId=renderPrint.psml) (Stand: 21.10.2011)

folgt ein durchschnittlicher Gewerbesteuersatz in Höhe von 13,65 %. Soweit kritisiert wurde, dass die tatsächliche Gewerbesteuerlast aufgrund von Hinzurechnungen höher ausfalle, ist dies unter Verweis auf den Beschluss des BGH vom 14.08.2008 (KVR 34/07, Rz. 84ff.) abzulehnen.

Die Forderung nach einer Berücksichtigung des individuellen Hebesatzes ist mit einer bundeseinheitlichen Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes vor Steuern, wie sie sich aus § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV ergibt, nicht vereinbar. Die Verwendung eines bundeseinheitlichen Durchschnittswerts für den Gewerbesteuerhebesatz ist geboten. Zwar ist offensichtlich, dass dies im Einzelfall zu Ungenauigkeiten bei der Ermittlung des Zuschlags führt. Dies ist bei einer hier gebotenen pauschalierenden Betrachtung nicht zu vermeiden. Die Durchschnittsbildung ist notwendiger Bestandteil der Ermittlung des in § 7 Abs. 4 StromNEV bzw. GasNEV vorgesehenen netzbetriebsspezifischen Wagniszuschlags, der von einem unternehmensspezifischen Zuschlag zu unterscheiden ist und der Ermittlung eines bundeseinheitlichen Zinssatzes. Derartige Pauschalierungen, sei es bei der Ermittlung des Risikozuschlags oder – wie vorliegend – beim Einbezug der Gewerbesteuer in den Zuschlag für die Körperschaftsteuer, sind daher hinzunehmen. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass auch NERA in ihrem Gutachten auf einen bundeseinheitlichen durchschnittlichen Hebesatz abstellt.<sup>24</sup>

#### D) Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen

Der Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen beträgt 7,14% vor Steuern.

Ausgehend von dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen wird der Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen entsprechend der Regelungen des § 7 Abs. 4 Satz 2 StromNEV bzw. GasNEV ermittelt. Der Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen nach Steuern (5,83%) entspricht dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern (7,39%) abzüglich des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (1,56%). Anschließend bedarf es wiederum der Anpassung um die Körperschaftsteuer. Als Formel zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes für Altanlagen vor Steuern gilt:

$$\begin{aligned} \text{Eigenkapitalzinssatz}_{\text{vor\_Steuern}}^{\text{Altanlagen}} &= (\text{Eigenkapitalzinssatz}_{\text{nach\_Steuern}} - \text{Preisänderungsrate}) * \text{Steuerfaktor} \\ &= (7,39\% - 1,56\%) * 1,224 \\ &= 7,14\% \end{aligned}$$

Der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex liegt bei 1,56%.<sup>25</sup>

<sup>24</sup>NERA Economic Consulting (2011), „Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Gasnetze in Deutschland“, Gutachten im Auftrag des BDEW.

<sup>25</sup><http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Zeitreihen/WirtschaftAktuell/Basisdaten/Content100/vpi101j.psmf> (Stand 25.08.2011)



Tabelle 2: Verbraucherpreisindex für Deutschland<sup>26</sup>

Jahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Indexstand	94,5	95,9	96,9	98,5	100	101,6	103,9	106,6	107	108,2
Veränderung (in %)	1,9	1,5	1,0	1,7	1,5	1,6	2,3	2,6	0,4	1,1
10 Jahres Mittel (in %)	2,2	1,85	1,52	1,41	1,39	1,41	1,45	1,61	1,7	1,56

### E) Widerrufsvorbehalt

Die Beschlusskammer behält sich den Widerruf der Festlegung insbesondere für den Fall vor, in dem durch andere, die Rendite der Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber beeinflussende, gesetzlich vorgesehene Instrumente, wie z.B. die Einführung von Risikozuschlägen (sogenannter „Adder“), die Angemessenheit der mit dieser Entscheidung festgelegten Eigenkapitalzinssätze nicht mehr gegeben ist. Insbesondere auf europäischer Ebene wird derzeit die Einführung von Zuschlägen für die Betreiber von Energieversorgungsnetzen zur Abdeckung bestimmter Risiken vorgeschlagen<sup>27</sup>, die maßgebliche Auswirkungen auch auf die Rendite der Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen in Deutschland mit sich bringen könnten. Zum jetzigen Zeitpunkt ist die Art und der Umfang der Risikozuschläge noch nicht absehbar, aber ihre grundsätzliche Einführung noch während der zweiten Regulierungsperiode, für die diese Festlegung der Eigenkapitalzinssätze Wirkung entfaltet, kann nicht ausgeschlossen werden. Um die Angemessenheit der Eigenkapitalzinssätze auch bei Einführung zusätzlicher Risikozuschläge sicherzustellen, könnte eine Anpassung der jetzigen Entscheidung zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze erforderlich werden. Gleichzeitig mit dem Widerruf wird die Festlegung neuer Eigenkapitalzinssätze unter Berücksichtigung der dann geltenden Gesamtumstände erfolgen.

### F) Kosten

Hinsichtlich der Kosten bleibt ein gesonderter Bescheid gemäß § 91 EnWG vorbehalten.

<sup>26</sup><http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Zeitreihen/WirtschaftAktuell/Basisdaten/Content100/vpi101j.psmi> (Stand 25.08.2011)

<sup>27</sup> Beispielsweise Art. 14 des Entwurfs der Europäischen Kommission, Proposal for a regulation of the european parliament and of the council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC, COM (2011) 658.

### Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Zustellung der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn (Postanschrift: Postfach 80 01, 53105 Bonn) einzureichen. Zur Fristwahrung genügt jedoch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf, eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Begründung beträgt einen Monat ab Einlegung der Beschwerde. Sie kann auf Antrag vom Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt. Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen von einem Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).



Dr. Frank-Peter Hansen

- Vorsitzender -



Rainer Busch

- Beisitzer -



Mario Lamoratta

- Beisitzer -